

METHOD FOR WELL COMPLETION

Publication number: RU2054525

Publication date: 1996-02-20

Inventor: PETROV NIKOLAJ A (RU); KHAEROV ILDAR S (RU);
VETLAND MIKHAIL L (RU)

Applicant: PETROV NIKOLAJ A (RU); KHAEROV ILDAR S (RU);
VETLAND MIKHAIL L (RU)

Classification:

- international: **E21B33/13; E21B33/13; (IPC1-7): E21B33/13**

- european:

Application number: SU19925046284 19920608

Priority number(s): SU19925046284 19920608

Report a data error here

Abstract not available for RU2054525

Data supplied from the **esp@cenet** database - Worldwide



(19) RU (11) 2054525 (13) CI

(51) 6 E 21 B 33/13

Комитет Российской Федерации
по патентам и товарным знакам

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ
к патенту Российской Федерации

1

(21) 5046284/03

(22) 08.06.92

(46) 20.02.96 Бюл. № 5

(76) Петров Николай Александрович, Хаеров Ильдар Султанович, Ветланд Михаил Леонидович

(56) Авторское свидетельство СССР N 874977, кл. E 21B 33/13, 1980. Авторское свидетельство СССР N 1221320, кл. E 21B 33/13, 1986.

(54) СПОСОБ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

(57) Использование: заканчивание нефтяных скважин. Изобретение обеспечивает ускорение заканчивания нефтяных скважин за счет совмещения технологическими жидкостями нескольких функций. Сущность изобретения: производят крепление скважины обсадной колонной с перекрытием продуктивного пласта, цементируют эксплуатационную колонну прямым способом с последовательной закачкой тампонажного раствора, затем продавкой двумя порциями технологической жидкости, причем, соблюдая условие превышения плотности первой порции над плотностью

2

второй порции с получением суммарного гидростатического давления в колонне выше пластового давления в эксплуатационном горизонте. В качестве первой порции технологической жидкости используют водный или солевой раствор, содержащий 0,5 - 1,5 об.% гидрофобизатора ИВВ-1 - смеси алкилдиметилбензиламмонийхлорида с четвертичными аммониевыми солями диметиламина и третичного амина, полученной путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида. Обсадную колонну опрессовывают и перфорируют в интервале продуктивного пласта, после чего осуществляют обработку призабойной зоны путем дополнительной закачки в пласт первой порции технологической жидкости, при проникновении которой в поровые пространства происходит снижение поверхностного натяжения на границах раздела фаз, сохраняется объем пор наряду с повышением проницаемости через участок нефти и снижением проницаемости пластовых вод. 2 табл.

НИИ ГПЭ
СОЛ
ЭНЕРГЕТОВ

RU 2054525 CI

RU 2054525 CI

Изобретение относится к креплению, освоению и обработкам призабойных зон нефтяных скважин, в частности к способам их строительства и капитального ремонта на сложнопостроенных месторождениях с повышенной гидрофильностью пластов.

Известен способ заканчивания скважин, включающий крепление скважины колонной с перекрытием продуктивного пласта, цементирование через башмак колонны, перфорацию колонны и освоение скважины.

Недостатком известного способа является то, что он не предусматривает совмещения каждой из технологических операций с целью ускорения работ. Для сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта в способе предусматривается дополнительная операция перед цементированием, причем с закачкой не менее двухкратной мощности пласта растворов кислоты и щелочи с поверхностно активным веществом, что недостаточно эффективно и ускоряет коррозионное разрушение колонны. Кроме того, после обработки призабойной зоны этими составами повышается фазовая проницаемость нефти, но фазовая проницаемость пластовой воды снижается незначительно. Однако последнее желательно кратно снизить для увеличения периода безводной эксплуатации и уменьшения обводненности продукции сложнопостроенного пласта с переслаивающимися нефтеносными и водоносными пропластками.

Известен также способ заканчивания скважин, включающий крепление скважины колонной с перекрытием продуктивного пласта, цементирование колонны с последовательной закачкой двух порций технологической жидкости при условии превышения плотности первой порции над плотностью второй порции и получения суммарного гидростатического давления в колонне двух порций жидкости, превышающего давление в эксплуатационном пласте, опрессовку колонны и ее перфорацию.

Недостатком этого способа является то, что он также не полностью решает вопрос комплексного проведения работ с целью сокращения цикла строительства скважины. Так, например, при освоении скважины требуется проведение дополнительной операции по замене бурового раствора (первой порции технологической жидкости) на жидкость для обработки ствола скважины, так как буровой раствор частично закольматировывает околоскважинную зону в процессе и после перфораций, в результате ухудшит

фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Кроме того, например, при разбуривании месторождений кустовым методом после крепления эксплуатационной колонны делается передвижка буровой установки на несколько метров для последующего бурения, а оставшаяся под буровой скважина закрывается в ожидании перфорации. Этот период длится порой несколько месяцев. При наличии же в нижней части колонны бурового раствора ухудшаются его свойства в плане качественного вскрытия нефтяного пласта (раствор расслаивается, оседает, "старее" и др.).

Сущность изобретения заключается в том, что в способе заканчивания скважин после перфорации осуществляют обработку призабойной зоны путем дополнительной закачки в пласт первой порции технологической жидкости, при этом в качестве первой порции технологической жидкости используют водный или солевой раствор, обработанный гидрофобизатором ИВВ-1 — смесью алкилдиметилбензиламмонийхлорида с четвертичными аммониевыми солями диметиламина и третичного амина, полученной путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида, с объемной концентрацией 0,5–1,5%.

Технический результат выражается в ускорении работ за счет сокращения времени на проведение дополнительных операций к перфорации колонны, повышению качества вторичного вскрытия и обработки продуктивных пластов за счет снижения межфазного натяжения на границах раздела фаз в поровом пространстве, уменьшения набухаемости глинистых включений, снижения фазовой проницаемости пластовых вод и повышения фазовой проницаемости нефти через обработанный гидрофобизатором ИВВ-1 участок призабойной зоны.

Гидрофобизатор ИВВ-1 водный раствор (ТУ 6-01-1-407-89) — смесь алкилдиметилбензиламмонийхлорида с четвертичными аммониевыми солями диметиламина и третичного амина, полученная путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида. Гидрофобизатор ИВВ-1 представляет собой жидкость от желтого до темно-коричневого цвета со средней молекулярной массой 335–360, а по физико-химическим показателям соответствует требованиям:

Массовая доля алкилдиметилбензиламмонийхлорида, %

не менее

45

Массовая доля третичного амина, % не более

5

Массовая доля соли
третичного амина, %.

не более

10

pH водного раствора.
в пределах

6,0-7,5

Примечание. После вскрытия продуктивного пласта и углубления под зумпф промывают забой, поднимают бурильную колонну. Производят замену компоновки низа бурильной колонны для проведения подготовительных работ в скважине перед спуском обсадной колонны (калибровку и проработку осложненных интервалов). После этого бурильную колонну поднимают и устанавливают за палец. Начинают спуск обсадной колонны. По окончании крепления скважины колонной с перекрытием продуктивного пласта и проведения профилактической промывки приступают к цементированию обсадной колонны обычным прямым методом с закачкой тампонажного раствора в трубное пространство и выходом в кольцевое пространство скважины через башмак колонны. При этом для продавки тампонажного раствора в затрубное пространство, в обсадную колонну закачивают составную технологическую жидкость (ТЖ), состоящую из двух порций. В качестве первой порции технологической жидкости применяют водный или солевой раствор, обработанный гидрофобизатором ИВВ-1 с объемной концентрацией 0,5-1,5%. Объем первой порции технологической (продавочной) жидкости принимают из условия заполнения эксплуатационной колонны протяженностью не менее 150-250 м. В качестве второй порции технологической (продавочной) жидкости применяют техническую воду, солевой раствор или нефтепродукт (нефть, дизельное топливо и др.). Например, при применении технической воды с добавкой гидрофобизатора ИВВ-1 в качестве первой порции продавочной жидкости, в качестве второй порции продавочной жидкости используют нефтепродукт, в зависимости от вида имеющий плотность 600-900 кг/м³, а при использовании в качестве первой порции солевого раствора с реагентом ИВВ-1, в качестве второй порции используют тот же солевой раствор без гидрофобизатора ИВВ-1, но меньшей плотности, примерно на величину 200-400 кг/м³, или техническую воду. Однако во всех случаях исходят из того, что гидростатическое давление в колонне двух порций технологической жидкости в сумме должно превышать пластовое давление эксплуатационного горизонта на величину, предусмотренную Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на

нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях".

Таким образом, в качестве продавочной жидкости одновременно выступают обе порции жидкостей. После того, как получают "стоп", обсадную колонну опрессовывают, при этом также и первая порция технологической жидкости и вторая порция жидкости меньшей плотности одновременно выступают в качестве опрессовочной жидкости. Затем скважину закрывают в ожидании перфорации. При освобождении пространства около скважины приступают к перфорации обсадной колонны напротив продуктивного пласта. В процессе перфорации определенная часть первой порции технологической жидкости (водный или солевой раствор с добавкой гидрофобизатора ИВВ-1), являющейся в данном случае перфорационной жидкостью, уже отфильтруется в продуктивный пласт. После перфорации пополняют объем жидкости в скважине и с повышением давления на устье продавливают в продуктивный пласт оставшуюся часть первой порции технологической жидкости, производя обработку призабойной зоны. При этом осуществляют строгий контроль по определению объема дополнительно закаченной в скважину третьей порции жидкости, объем которой не должен превышать объема первой порции технологической жидкости, поскольку нежелательно поступление в пласт-коллектор не обработанной гидрофобизатором ИВВ-1 второй порции технологической жидкости. Поэтому в качестве перфорационной жидкости и жидкости для обработки призабойной зоны выступает только первая порция технологической жидкости. По окончании производят вызов притока нефти.

Вторичное вскрытие пласта и его обработка сопровождаются проникновением первой порции технологической жидкости, обработанной гидрофобизатором ИВВ-1, в поровые каналы породы-коллектора, где в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта уже образовались многочисленные границы раздела фильтрат бурового раствора - нефть, являющиеся источниками капиллярного давления, которое снижается за счет уменьшения межфазного натяжения гидрофобизатором ИВВ-1 при перфорации и обработки. Кроме того, поскольку первая порция технологической жидкости имеет высокие значения ингибирующей способности, замедляются процессы набухания глин, а значит, в комплексе решаются вопросы сохранения пористости и повышения проницаемости, что позволит облегчить очистку

призабойной зоны от продуктов деятельности бурового раствора и его компонентов, проникших в пласт еще на стадии бурения. Вышеописанное подтверждается данными лабораторных исследований. Оптимальную концентрацию гидрофобизатора ИВВ-1 в воде выбрали при исследовании следующих величин: межфазного натяжения на границе технологическая жидкость – керосин; ингибирующая способность набухания крупки из глинистого шлама. Результаты приведены в табл. 1. Сущность показателя ингибирующей способности по методике АНИ заключается в определении степени диспергирования отсортированных частиц шлама в различных средах. В процессе бурения скважины на устье отобрали шлам, высушили и измельчили до размера зерен 1–2 мм. Пробу шлама в количестве 10 г помещали в 200 мл дистиллированной воды с определенным процентным содержанием реагента ИВВ-1. В автоклаве доводили температуру до 80°C и перемешивали на протяжении 6 ч. По количеству оставшегося шлама на ситах с ячейками 1x1 мм после отмыва и сушки определяли ингибирующую способность – И, %. Межфазное натяжение измеряли сталагмометром. При объемной концентрации гидрофобизатора ИВВ-1 в 0,3–2,5% межфазное натяжение имеет минимальные значения 2,2–2,5 мН/м, но при прокачивании первой порции технологической жидкости от устья до забоя скважины из-за адсорбции определенной части гидрофобизатора ИВВ-1 на внутренней поверхности труб колонны концентрация реагента в водном или солевом растворе, дошедшего до забоя, снизится. Учитывая это обстоятельство, минимальную концентрацию реагента приняли несколько большей, в частности 0,5%. Максимальную концентрацию гидрофобизатора ИВВ-1 в воде приняли равной 1,5%, поскольку дальнейшее повышение расхода реагента не приводит к достижению существенно выше положительного эффекта, чем при концентрации, менее и равной 1,5%. Кроме того, ингибирующая способность технологической жидкости при концентрации ИВВ-1 более 1,5% также стабилизируется на уровне 98%. Поэтому не имеет смысла больший расход гидрофобизатора ИВВ-1.

Исследования по изучению влияния предлагаемой добавки гидрофобизатора в водный или солевой раствор на изменение фазовой проницаемости проводились на кварцевом песке, сущность которых заключается в определении скорости фильтрации фиксированного объема жидкостей через вертикальный столбик кварцевого песка вы-

сотой примерно 0,18 м при нормальных условиях до и после обработки под действием сил гравитации. Обмытый, обезжиренный, отсортированный и высушенный кварцевый песок фракции 0,25–0,50 мм засыпали в делительную воронку навесками по 320 г, поровый объем по воде при этом обычно находился в пределах 90–110 мл. Вначале для определения скорости фильтрации в делительную воронку заливали два поровых объема воды, поддерживая уровень постоянным. После истечения 50 мл в мерный стакан фиксировали время начала установившейся фильтрации, а по истечении 100 мл – время окончания процесса фильтрации. Затем для определения скорости фильтрации углеводородной жидкости в делительную воронку залили два поровых объема керосина и по времени фильтрации между отметками мерного стакана 50 мл и 100 мл судили о скорости фильтрации. В этом случае, то есть когда через смоченный водой песок сразу же пропустили порцию керосина, объемная скорость фильтрации керосина была очень мала и составила примерно 0,007 л/ч, поэтому представляет сложность определения этой величины при проведении каждой серии опытом и эта величина была условно принята за const. Далее для определения изменения фазовых проницаемостей по воде и керосину поступали следующим образом: засыпали в делительную воронку 320 г песка; определяли его поровый объем по воде; определяли объемную скорость фильтрации воды; обрабатывали двумя поровыми объемами воды или солевого раствора с гидрофобизатором ИВВ-1; определяли скорость фильтрации воды после обработки технологической жидкостью; рассчитывали замедление фильтрации воды; повторно обрабатывали двумя поровыми объемами водного или солевого раствора с добавкой гидрофобизатора ИВВ-1; определяли объемную скорость фильтрации керосина после обработки технологической жидкостью; рассчитывали ускорение скорости фильтрации керосина после обработки раствором с гидрофобизатором ИВВ-1 по сравнению с условно постоянной величиной 0,007 л/ч.

Из данных табл. 2 видно, что максимальное замедление объемной скорости фильтрации воды происходит при концентрации гидрофобизатора, равной 1% (в 3,57 раз); а наибольшее ускорение объемной скорости фильтрации керосина – при 1,5% ИВВ-1 (в 60 раз). В солевых растворах NaCl плотность 1180 кг/м³ показатели аналогичные, но только при оптимальных концентрациях реагента – 0,5–1,5%. Выгодное качество гид-

рофобизатора ИВВ-1 по снижению фазовой проницаемости в поровом пространстве воды и увеличению фазовой проницаемости углеводородной жидкости несомненно позволит вывести скважину на необходимый режим работы при минимальном количестве циклов компрессирования и количествах вызова притока, что определяет длительность освоения. Кроме того, это свойство выгодно при разработке месторождений с переслаивающимися водоносными и нефтеносными горизонтами, так как уменьшение

фазовой проницаемости пластовых вод позволит продлить срок безводной эксплуатации скважины.

Технико-экономическая эффективность предлагаемого способа заключается в сокращении расхода химреагентов, повышении качества и ускорении заканчивания скважин с одновременным повышением начальных дебитов безводной продукции в связи с комплексным и положительным влиянием гидрофобизатора ИВВ-1 на основные показатели технологической жидкости.

Таблица 1

Концентрация гидрофобизатора ИВВ-1 в воде, %	Межфазное натяжение ТЖ на границе с керосином, σ , мН/м	Ингибирующая способность ТЖ, И, %
0	25,0	60
0.1	8,0	84
0.2	4,0	89
0.3	2,5	92
0.4	2,3	94
0.5	2,2	95
1.0	2,2	97
1.5	2,3	98
2.0	2,4	98
2.5	2,5	98

Таблица 2

Исследуемая жидкость	Скорость фильтрации воды до обработки, л/ч	Концентрация добавки ИВВ-1 в технологическую жидкость, %	Скорость фильтрации воды после обработки, л/ч	Кратное замедление скорости фильтрации по воде	Повторная обработка ТЖ с ИВВ-1 концентрацией, %	Скорость фильтрации керосина, л/ч	Кратное ускорение фильтрации керосина
H ₂ O	1,92	—			—	0,007	
H ₂ O	1,00	0,5	0,40	2,50	0,5	0,14	20,30
H ₂ O	1,00	1,0	0,28	3,57	1,0	0,29	41,43
H ₂ O	1,25	1,5	0,69	1,81	1,5	0,42	60,00
p-p NaCl	0,746	—	0,724	1,03	—	0,035	5,00
p-p NaCl	1,315	0,03	1,162	1,13	0,03	0,007	Нет ускорения
p-p NaCl	1,136	0,5	0,925	1,23	0,5	0,362	51,71
p-p NaCl	3,363	1,0	1,070	3,14	1,0	0,618	88,29
p-p CaCl ₂	3,160	1,0	1,330	2,38	1,0	0,206	29,43

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

СПОСОБ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, включающий крепление скважины колонной с перекрытием продуктивного пласта, цементирование колонны с последовательной закачкой двух порций технологической жидкости при условии превышения плотности первой порции над плотностью второй порции и получения суммарного гидростатического давления в колонне двух порций жидкости, превышающего давление в эксплуатационном пласте, опрессовку колонны и ее перфорацию, *отличающийся*

тем, что после перфорации осуществляют обработку призабойной зоны путем дополнительной закачки в пласт первой порции технологической жидкости, при этом в качестве первой порции технологической жидкости используют водный или соленый раствор, обработанный гидрофобизатором ИВВ-1 - смесь алкилдиметилбензиламмонийхлорида с четвертичными аммониевыми солями диметилamina и третичного амина, полученной путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида с объемной концентрацией 0,5 - 1,5%.

Редактор Т. Лошарева

Составитель Н. Петров
Техред М. Моргентал

Корректор М. Куль

Заказ 1502

Тираж

Подписное

НПО "Поиск" Роспатента
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., 4/5